

А. В. Тудвачёв^{1,2}, В. В. Тихомиров¹

АНАЛИТИЧЕСКИЕ И ЧИСЛЕННЫЕ РАСЧЕТЫ РАСТВОРЕНИЯ CO₂ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ СЕВЕРО-СТАВРОПОЛЬСКОГО ПХГ В СЛУЧАЕ ЕГО ВОЗМОЖНОГО ЗАХОРОНЕНИЯ

¹ Санкт-Петербургский государственный университет, Российская Федерация, 199034, Санкт-Петербург, Университетская наб., 7–9

² ООО «Геологический центр СПбГУ», Российская Федерация, 198854, Петергоф, Ульяновская ул., 1, лит. А

Одним из способов утилизации CO₂ является его подземное захоронение. В статье впервые в России представлены оценки возможности захоронения CO₂, выполненные аналитическими методами и при помощи численного TOUGH моделирования тепломассопереноса на примере Пелагиадинского поднятия действующего Северо-Ставропольского ПХГ. Детально описаны расчеты растворения CO₂ в остаточных и контурных водах ПХГ. Библиогр. 15 назв. Ил. 3. Табл. 7.

Ключевые слова: подземное захоронение, углекислый газ, подземное газохранилище, моделирование тепломассопереноса, подземные воды.

A. V. Tudvachev^{1,2}, V. V. Tikhomirov¹

ASSESS THE SIGNIFICANCE OF DISSOLVED CO₂ IN GROUNDWATER OF NORTH STAVROPOL UGS IN CASE OF ITS POSSIBLE GROUND DISPOSAL

¹ St. Petersburg State University, 7–9, Universitetskaya nab., St. Petersburg, 199034, Russian Federation

² St. Petersburg State University Centre for Geology LLC, 1, lit. A, Uliyanovskaya ul., Petergof, 198854, Russian Federation

To date, the global question of recycling carbon dioxide to reduce its concentration in the growth atmosphere is highly relevant. The international community considers that the disposal of carbon dioxide will prevent global warming. Many countries, including Russia, signed the Kyoto and Paris climate agreement establishing quotas for greenhouse gas emissions. One method is utilization of CO₂ underground disposal. The world has already implemented a number of projects. This article presents (for the first time in Russia) an estimation of the CO₂ burial opportunity to consider the current example of the Pelagiadinskogo North Stavropol UGS through analytical methods as well as with the help of numerical simulation of heat and mass TOUGH. The assessment of CO₂ dissolution of residual waters and contour UGS is described in detail. Refs 15. Figs 3. Tables 7.

Keywords: underground disposal of carbon dioxide, underground gas storage, heat and mass transfer modelling, groundwater.

Концентрация газов атмосферы практически постоянна, за исключением воды (H₂O) и углекислого газа (CO₂). Концентрация CO₂ в доиндустриальную эпоху составляла около 0,03 %. Однако интенсивное развитие промышленности привело к ее росту в атмосфере [1, 2].

Одной из технологий, позволяющих улучшить экологический баланс в окружающей среде, является утилизация промышленных выбросов путем их захоронения в глубокие геологические структуры. Эффективность такой утилизации определяется также изменчивостью свойств углекислого газа с ростом температуры и давления, что характерно для глубоких геологических структур.

Углекислый газ может существовать в четырех фазовых состояниях — газообразном, жидком, твердом и сверхкритическом [3, 4]. В газообразном состоянии CO_2 хорошо растворяется в воде (0,88 объема в 1 объеме воды), частично взаимодействуя с ней с образованием угольной кислоты. При резком охлаждении за счет расширения CO_2 способен переходить сразу в твердое состояние, минуя жидкую фазу. При нормальных условиях плотность CO_2 составляет $1,977 \text{ кг/м}^3$. В жидком состоянии углекислота имеет среднюю плотность 771 кг/м^3 и существует только при давлении 482–519 кПа и температуре $0 \div -56,5^\circ\text{C}$.

При температуре больше $31,6^\circ\text{C}$ и давлении, превышающем 7,39 МПа, CO_2 находится в так называемом сверхкритическом состоянии [4–9] и проявляет свойства как жидкости (плотность), так и газа (вязкость) [6, 10, 11]. Обычно в пластах с глубиной залегания более 1000 м CO_2 находится в сверхкритическом состоянии, а в выработанных пластах месторождений углеводородов из-за сниженного пластового давления вещество может находиться и в газообразном состоянии.

Физико-химические особенности взаимодействия CO_2 с геологической средой более подробно изложены в обзоре [12].

В качестве одного из объектов для закачки CO_2 с целью его утилизации было рассмотрено действующее Северо-Ставропольское подземное хранилище газа (ПХГ).

Северо-Ставропольское ПХГ в хадумском горизонте создано на базе достаточно крупного истощенного газового месторождения. Глубины залегания продуктивного горизонта 650–750 м (рис. 1). В структурном плане хадумская залежь приурочена к двум поднятиям платформенного типа — Северо-Ставропольскому и Пелагиадинскому, соединенным неглубокой седловиной. Северо-Ставропольское поднятие простирается с юго-запада на северо-восток. В пределах контура газоносности по хадумской залежи ее размеры составляют примерно $33 \times 18 \text{ км}$.

Пелагиадинское поднятие ориентировано субширотно, его размеры в пределах контура газоносности хадумской залежи $16 \times 11 \text{ км}$. Общая площадь газоносности составляет 590 км^2 , из которых 460 км^2 приходится на Северо-Ставропольскую структуру, а 130 км^2 относится к Пелагиадинской. Характерной особенностью указанных поднятий являются широкие своды, пологие крылья (угол падения не превышает $1^\circ 30'$). Дизъюнктивных нарушений в пределах месторождения не установлено.

Хадумский горизонт представлен палеогеновыми отложениями нижнего олигоцена. Изучение пород — коллекторов газа Ставрополя показывает, что строение хадумского газового горизонта не является каким-то единым, однородным, выдержанным в литологическом отношении пластом. Он представляет собой систему часто чередующихся друг с другом макро-, микропрослоев и линз алевроитов и глин. Выделяются две основные продуктивные пачки. Основные запасы газа хадумского горизонта были приурочены к алевроитовой пачке, толщина которой составляет порядка 25–30 м. Алевроитовая пачка книзу постепенно переходит в пачку переслаивания, толщина которой 55–65 м. На большей части месторождения толщина хадумского горизонта достигает порядка 100 м, в восточной части она уменьшается до 65–75 м. Нижняя граница залежи определяется положением контакта газ—вода, наклонена на восток и изменяется от отметок –463 на западе до –518 на востоке. Хадумская залежь — пластовая, сводовая со значительной по раз-

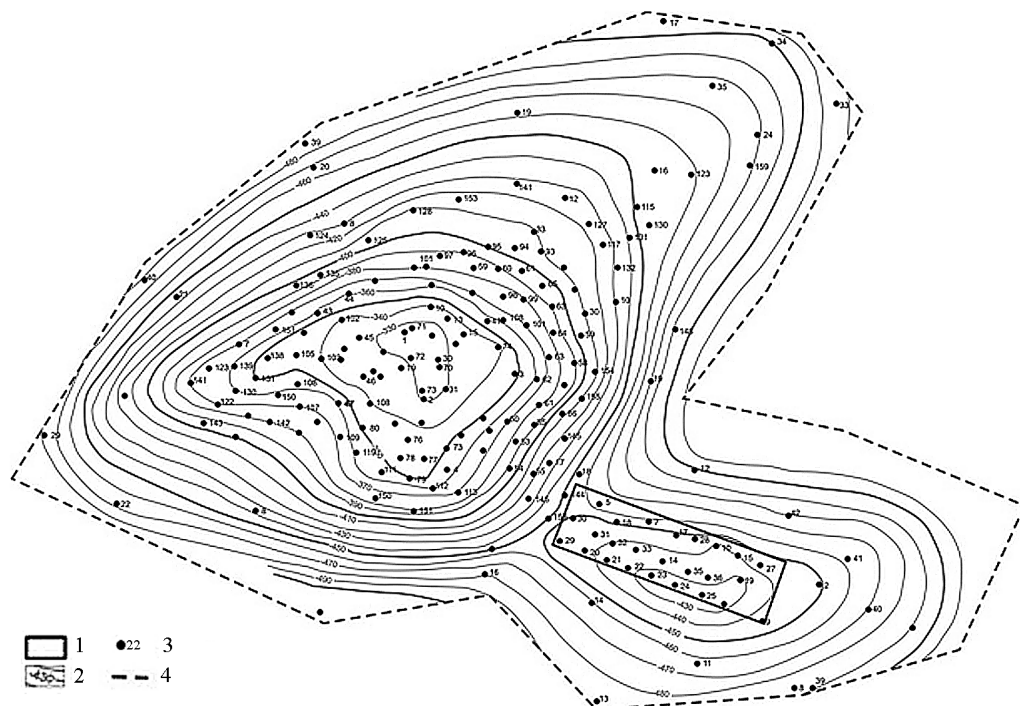


Рис. 1. Гипсометрия кровли хадумского горизонта Северо-Ставропольского ПХГ и расположение скважин. В прямоугольнике — перспективный участок под закачку CO_2 (Пелагиадинское поднятие)

меру (около 110 км^2) зоной отсутствия подошвенной воды. Согласно продуктивной характеристике эта часть пласта обладает высокими коллекторскими свойствами. Поэтому на Северо-Ставропольском ПХГ было принято центрально-групповое размещение эксплуатационных скважин в наиболее продуктивной части, обладающей максимальной проницаемостью и толщиной продуктивного пласта и характеризующейся отсутствием подошвенной воды. Основные характеристики пород хадумского горизонта по Северо-Ставропольской площади приведены в табл. 1, по данным которой видно, что наибольшую эффективную пористость (25–33 %) и высокую проницаемость ($300\text{--}1700 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) имеет пачка, представленная алевритами, преимущественно залегающими в верхней части. Пачка глинистых алевролитов имеет худшие коллекторские свойства: пористость — 13–25 %, а проницаемость — от $10\text{--}300 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Содержание обломочной части в породах составляет 75–100 %, глинистой — до 25 %. По составу пород обломочная часть представлена кварцем (80–95 %), полевыми шпатами (5–12 %), глауконитом (7 %), слюдами (3–12 %). Состав глинистых минералов — гидрослюдисто-монтмориллонитовый с небольшой примесью каолинита и хлорита.

Таким образом, хадумский горизонт представлен терригенными породами с профильной неоднородностью и фильтрационно-емкостными свойствами, ухудшающимися от кровли к подошве.

Таблица 1. Характеристика коллектора Северо-Ставропольского ПХГ

Параметр	Типы пород			
	Алевриты	Алевриты глинистые	Алевриты глинистые	Алевриты сильно глинистые
Пористость, %	37–41	35–37	33–35	26–33
Пористость эффективная, %	29–33	25–29	17–25	13–17
Проницаемость абсолютная, $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	800–1700	300–800	100–300	10–100
Плотность, объемная, $1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$	1,6–1,7	1,7–1,75	1,75–1,8	1,8–1,9
Плотность минеральной фазы, $1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$	2,66–2,68	2,68–2,69	2,69–2,7	2,69–2,72
Содержание обломков, %	95–100	90–95	85–90	75–85
Состав обломков, %	Кварц — 80–90, полевые шпаты — 5–10, глауконит — 7, слюды — 3, обломки кремнистых пород — 2	Кварц — 80–90, полевые шпаты — 5–10, глауконит — 7, слюды — 3, обломки кремнистых пород — 2	Кварц — 85–95, полевые шпаты — до 10–12, слюды — до 8	Кварц — 85–95, полевые шпаты — до 10–12, слюды — до 8
Преобладающая фракция	0,1–0,05 мм, медианный диаметр 0,06–0,08 мм, отсортированность 1,1–1,9	0,1–0,05 мм, медианный диаметр 0,05–0,07 мм, отсортированность 1,5–2	0,1–0,05 и 0,05–0,01 мм, медианный диаметр 0,03–0,05 мм, отсортированность 1,9–3	0,05–0,01 и 0,1–0,05 мм, медианный диаметр 0,02–0,04 мм, отсортированность 2,7–4,7
Глинистость, %	0–5	5–10	10–15	15–25
Состав глинистых минералов	Гидрослюдисто-монтмориллонитовый с небольшой примесью каолинита и хлорита	Гидрослюдисто-монтмориллонитовый с небольшой примесью каолинита и хлорита	Гидрослюдисто-монтмориллонитовый с небольшой примесью каолинита и хлорита	Гидрослюдисто-монтмориллонитовый с небольшой примесью каолинита и хлорита
Тип цемента	Цемент отсутствует и цемент сцепления	Цемент сцепления	Неполно поровый и поровый	Поровый и неполно поровый

Начальное пластовое давление в хадумском горизонте Северо-Ставропольского газового месторождения составляло 6,6 МПа, пластовая температура 66 °С. Газ по составу — метановый, с содержанием метана до 98 %. Месторождение в течение 27 лет разрабатывалось в условиях газового режима с небольшим внедрением пластовых вод. За время разработки пластовое давление снизилось до 0,8 МПа. После создания ПХГ давление в хадумском горизонте стало расти и на сегодняшний день в среднем составляет порядка 3 МПа, а пластовая температура 60 °С [13].

Подземные воды хадумского горизонта по Сулину — гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией около 28,5 г/л, pH 7,31, удельный вес 1,019 и низкое содержание кальция и магния — около 8 мг/л.

В случае закачки CO₂ в термобарических условиях Пелагиадинского поднятия хадумского горизонта при температуре, соответствующей пластовой — 60 °С, и максимально возможном забойном давлении закачки — 5 МПа, что подтверждено результатами моделирования, CO₂ будет находиться в «нормальном» газообразном состоянии.

Чтобы оценить значимость процесса растворимости CO₂ в остаточных водах рассмотрим уравнения баланса метана и CO₂ в залежи. При закачке в залежь объемная (мольная) доля метана и CO₂ определяется уравнениями:

$$\begin{aligned}\ddot{C}_{\text{CH}_4} &= \frac{Q_{\text{CH}_4}}{Q_{\text{CH}_4} + qt - W}; \\ \ddot{C}_{\text{CO}_2} &= \frac{qt - W}{Q_{\text{CH}_4} + qt - W},\end{aligned}\quad (1)$$

где \ddot{C}_{CH_4} и \ddot{C}_{CO_2} — концентрации газов в залежи в мольных долях; q — объем закачанного CO₂ за время t , м³; W — объем растворившегося в воде CO₂, м³; Q_{CH_4} — количество метана в Пелагиаде до закачки CO₂, м³.

Содержание CO₂ в воде определяется из объема этой воды w , коэффициента распределения CO₂ в воде K_{CO_2} (отношение мольной доли компонента в газовой залежи к мольной доле этого же компонента в воде) и концентрации CO₂ в залежи \ddot{C}_{CO_2} .

Мольная доля CO₂ в воде определяется по уравнению Намиота:

$$C_{\text{CO}_2} = \frac{\ddot{C}_{\text{CO}_2}}{K_{\text{CO}_2}}.$$

Чтобы получить концентрацию CO₂ в объемах, воспользуемся уравнением перехода от мольной доли к объемной:

$$\begin{aligned}C_i &= \frac{C_{M,i}}{\sum_{j=1}^n C_{M,j}} = \frac{C_{M,i}}{C_{M,\text{H}_2\text{O}} + \sum_{j=2}^{n=1} C_{M,i}} \approx \frac{C_{M,i}}{C_{M,\text{H}_2\text{O}}} \approx 18 \frac{C_{M,i}}{\gamma_w - m} = \\ &= \frac{18 C_{w,\text{CO}_2}}{22,414 (10^6 \gamma_w - m)} = \frac{0,8039 \cdot 10^3}{(10^6 \gamma_w - m)} C_{w,\text{CO}_2},\end{aligned}$$

где $C_{w,\text{CO}_2} = \frac{W}{s_w V_t}$ — концентрация растворенного CO₂ в объемных процентах; 18 г/моль — молекулярный вес H₂O; γ_w — удельный вес воды; m — минерализация воды; V_t — изменение объема порового пространства коллектора за счет увеличения закачиваемой углекислоты.

Тогда парциальное давление CO_2 :

$$p_{\text{CO}_2} = C_{\text{CO}_2} \cdot K_{P,\text{CO}_2} \cdot P = W \frac{0,8039 \cdot 10^3}{(10^6 \gamma_w - m)} \frac{K_{P,\text{CO}_2} P}{s_w V_t}. \quad (2)$$

Если стабильно пластовое давление:

$$P = \frac{RTZ}{22,414 \cdot 10^{-3}} \frac{Q_{\text{CH}_4}}{s_g V_{\text{пор}}},$$

где R — универсальная газовая постоянная; Z — коэффициент сжимаемости; T — абсолютная температура, то растет объем порового пространства, занятого газом:

$$V_t = V_{\text{пор}} \frac{Q_{\text{CH}_4} + qt - W}{Q_{\text{CH}_4}}.$$

В этом случае парциальное давление CO_2 является функцией только концентрации \ddot{C}_{CO_2} :

$$p_{\text{CO}_2} = P \ddot{C}_{\text{CO}_2}.$$

Подставив в данное выражение вместо концентрации \ddot{C}_{CO_2} формулу (1) для CO_2 , получим парциальное давление:

$$p_{\text{CO}_2} = P \left(\frac{qt - W}{Q_{\text{CH}_4} + qt - W} \right). \quad (3)$$

Если постоянно пластовое давление P , то приравняем выражения (2) и (3):

$$\begin{aligned} p_{\text{CO}_2} &= W \frac{0,8039 \cdot 10^3}{(10^6 \gamma_w - m)} \frac{K_{P,\text{CO}_2} P}{s_w V_t} = P \left(\frac{qt - W}{Q_{\text{CH}_4} + qt - W} \right); \\ &W \frac{0,8039 \cdot 10^3}{(10^6 \gamma_w - m)} \frac{K_{P,\text{CO}_2} P}{s_w V_{\text{пор}} \frac{Q_{\text{CH}_4} + qt - W}{Q_{\text{CH}_4}}} = \\ &= W \frac{0,8039 \cdot 10^3}{(10^6 \gamma_w - m)} \frac{Q_{\text{CH}_4} K_{P,\text{CO}_2} P}{s_w V_{\text{пор}} (Q_{\text{CH}_4} + qt - W)} = P \left(\frac{qt - W}{Q_{\text{CH}_4} + qt - W} \right). \end{aligned}$$

Преобразуем:

$$W \frac{0,8039 \cdot 10^3}{(10^6 \gamma_w - m)} \frac{Q_{\text{CH}_4} K_{P,\text{CO}_2} P}{s_w V_{\text{пор}}} = P(qt - W).$$

Выразим W :

$$W = qt \frac{1}{1 + Q_{\text{CH}_4} \frac{0,8039 \cdot 10^3 K_{P, \text{CO}_2}}{(10^6 \gamma_w - m) s_w V_{\text{пор}}}}. \quad (4)$$

По формуле (4) можно определить объем растворившегося газа в Пелагиаде. Рассчитаем объем метана Q_{CH_4} в Пелагиаде объемным методом:

$$Q_{\text{CH}_4} = Shms_g pf$$

или

$$Q_{\text{CH}_4} = V_{\text{пор}} s_g pf, \quad (5)$$

Использованы следующие обозначения: Q_{CH_4} — объем метана в пласте, м^3 ; $V_{\text{пор}}$ — объем порового пространства ($V_{\text{пор}} = Shm$), м^3 ; p — пластовое давление, кгс/см^2 ; S — площадь Пелагиады, м^2 ; m — средняя пористость Хадумского горизонта, д. ед.; h — мощность пласта, м ; s_g , s_w — газонасыщенность, водонасыщенность, соответственно д. ед.; f — поправка на температуру.

Рассчитаем поправку на температуру по формуле

$$f = (T + t_{\text{ст}}) / (T + t_{\text{пл}}).$$

Абсолютная температура $T = 273,15 \text{ К}$, $t_{\text{ст}} = 20^\circ\text{С}$, пластовая температура $t_{\text{пл}} = 60^\circ\text{С}$, тогда:

$$f = (273,15 + 20) / (273 + 60) = 0,88.$$

Расчитаем средний эффективный поровый объем $V_{\text{пор}}$ в Пелагиадинском поднятии исходя из того, что площадь пласта равна $155,66 \text{ млн м}^2$, а мощность породы $h = 100 \text{ м}$, из которой $12,5 \text{ м}$ приходится на слой алевроитов со средней пористостью $0,31$, $12,5 \text{ м}$ — на слой глинистых алевроитов со средней пористостью $0,27$, $37,5 \text{ м}$ — на слой глинистых алевролитов со средней пористостью $0,21$, $37,5 \text{ м}$ — на слой сильно глинистых алевролитов со средней пористостью $0,15$, таким образом:

$$V_{\text{пор}} = (155660000 \cdot 12,5 \cdot 0,31) + (155660000 \cdot 12,5 \cdot 0,27) + (155660000 \cdot 37,5 \cdot 0,21) + (155660000 \cdot 37,5 \cdot 0,15) = 3229945000 \text{ м}^3 = 3229,945 \text{ млн м}^3.$$

Газонасыщенность и остаточную водонасыщенность примем $0,8$ и $0,2$ соответственно, пластовое давление примем равным $30,5915 \text{ кгс/см}^2$. Подставив значения в уравнение (6), получим:

$$Q_{\text{CH}_4} = 3229945000 \cdot 0,8 \cdot 30,591 \cdot 0,88 = 69556173724 \text{ м}^3 = 69556,1737 \text{ млн м}^3.$$

Объем остаточной воды в Пелагиаде определим по формуле

$$w = V_{\text{пор}} \cdot s_w = 3229945000 \cdot 0,2 = 645989000 \text{ м}^3 = 645,989 \text{ млн м}^3.$$

Рассчитаем константы равновесия CO_2 через коэффициент распределения CO_2 и коэффициент Сеченова по формуле

$$K_{P,\text{CO}_2} = K_{\text{CO}_2} \cdot 10^{s \cdot m_M}, \quad (6)$$

где K_{CO_2} — коэффициент распределения CO_2 ; s — коэффициент Сеченова, m_M — значение минерализации воды, деленное на молекулярную массу NaCl .

В табл. 2 представлены результаты расчетов констант равновесия по формуле (6). Примем три разных варианта закачки CO_2 со значениями пластового давления $P = 30, 50$ и 70 атм, а температуру постоянной, равной пластовой — 60°C . Коэффициент Сеченова для CO_2 при температуре 60°C будет равен $0,0929$ (Т.А. Мишнина, О.И. Авдеева, Т.К. Божовская), $m_M = m/58$, минерализация воды $m = 11,4$ г/л, $M_{\text{NaCl}} = 58$, $m_M = 0,196$.

Таблица 2. Значения констант равновесия

Пластовое давление, P , атм	Коэффициент распределения CO_2 (по Якуцени), K_{CO_2}	Константа равновесия CO_2 , K_{P,CO_2}
30	126	131,36
50	86,2	89,86
70	67,1	70

Теперь можно рассчитать объем растворившегося CO_2 , подставив полученные данные в уравнение (4) (удельный вес воды $\gamma_w = 1,019$ кг/л). Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Таблица 3. Растворимость CO_2 в остаточной воде при пластовой температуре 60°C

Пластовое давление P , атм	Объем закачанного CO_2 , млн м^3	Объем CO_2 , растворившегося в остаточной воде, млн м^3	Доля CO_2 , растворившего- ся в остаточной воде от закачанного, %
30	255,236	20,771	8,14
50	1020,94	117,081	11,5
70	2552,36	364,135	14,27

Из таблицы видно, что растворимость CO_2 в остаточных водах составляет 8,14–14,27% от общего закачанного в пласт объема и с ростом давления увеличивается, следовательно, процесс растворения углекислоты в остаточных водах имеет значение при закачке и требует подробного изучения при проектировании закачек.

Расчет растворения углекислого газа в контурных водах

Для оценки растворения углекислого газа в контурных водах рассчитаем приблизительный объем контактной зоны между закачанным в залежь углекислым газом и контурными водами, без учета метана. Для простоты расчета примем зону контурных вод для Пелагиады замкнутой, данную зону оконтурим по площади: внутри изогипсой 450 м, снаружи изогипсой 460 м (замкнем ее в районе седловины — перехода к Северо-Ставропольскому поднятию). Примем площадь этой зоны

$S = 16,23$ млн м^2 , значение средней пористости хадумского горизонта $m = 0,21$, мощность пласта $h = 100$ м, тогда объем зоны контакта:

$$V_k = 16230000 \cdot 0,21 \cdot 100 = 340830000 \text{ м}^3 = 340,83 \text{ млн м}^3.$$

Поровый объем Пелагиады, согласно выражению (6), равен 3229,945 млн м^3 . Затем вычислим объем пористого пространства, занимаемый CO_2 , для чего вычтем объем зоны контакта из общего объема:

$$V_{\text{CO}_2} = 3229,945 - 340,83 = 2889,115 \text{ млн м}^3.$$

Масса закачанного CO_2 в газовой фазе:

$$m_{g\text{CO}_2} = V_{\text{CO}_2} \cdot \xi \cdot P \cdot s_g,$$

где $m_{g\text{CO}_2}$ — масса закачанного CO_2 в газовой фазе; ξ — переводной коэффициент, равный отношению плотности CO_2 к пластовому давлению ρ/P ; P — пластовое давление, т/м^2 ; s_g — газонасыщенность.

При $\xi = 2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^{-1}$ пластовое давление на контуре $P = 300 \text{ т/м}^2$, $V_{\text{CO}_2} = 2889,115 \text{ млн м}^3$, $s_g = 0,8$:

$$\begin{aligned} m_{g\text{CO}_2} &= 2889,115 \cdot 1000000 \cdot 2 \cdot 10^{-4} \cdot 300 \cdot 0,8 = \\ &= 1386775200 \text{ т} = 1386,7752 \text{ млн т}. \end{aligned}$$

Определим величину растворимости R для 30 атм и 60°C

$$R = 0,48 \text{ моль } \text{CO}_2/\text{кг } \text{H}_2\text{O} = 0,48 \cdot 44,01/1000 = 0,0211 \text{ т/т } \text{H}_2\text{O}.$$

Если принять, что объем контурной воды в куб. метрах численно равен ее массе в тоннах $V_k = m_k$, тогда масса CO_2 растворившегося в контурной воде,

$$m_{w\text{CO}_2} = m_k \cdot R = 340830000 \cdot 0,0211 = 7199802 \text{ т} = 7,199802 \text{ млн т}.$$

Общая масса закачанного CO_2

$$m_{w\text{CO}_2} + m_{g\text{CO}_2} = 1386,7752 + 7,199802 = 1393,975 \text{ млн т}.$$

Тогда процент CO_2 растворившегося в контурных водах, от общей закачки

$$\frac{7,199802}{1393,975} \times 100 = 0,516 \text{ } \%$$

Итак, решение приближенной задачи аналитическим способом показало, что всего лишь 0,516 % CO_2 растворится в контурных водах хадумского горизонта, что намного меньше значений растворенного углекислого газа в остаточных водах (8,14–14,27 %).

Для численного решения задачи утилизации CO_2 в хадумский горизонт использовался программный комплекс TOUGH2 (transport of unsaturated ground water and heat), который позволяет одновременно решить нестационарную задачу фильтрации, массопереноса и теплопереноса в насыщенной и ненасыщенной по-

ристой или трещиновато-пористой среде для смешивающихся и несмешивающихся жидкостей и газов с учетом плотностной конвекции. Задачи могут решаться в одномерной, двумерной (прямоугольной или осесимметричной) и трехмерной постановках. Кроме того, конечно-элементный метод, реализуемый в данной программе для решения математических уравнений, позволяет задавать расчетные блоки произвольной конфигурации и произвольного расположения относительно друг друга.

Программный комплекс состоит из модулей, каждый из которых решает определенную задачу или группу задач (в настоящее время TOUGH2 имеет порядка 15 модулей). Основные функции, выполняемые расчетными модулями TOUGH2 для решения поставленной задачи:

- влагоперенос;
- учет газовой составляющей — CO_2 ;
- учет газовой составляющей — метан;
- плотностная конвекция;
- взаимодействие жидкости и газа.

Все перечисленные задачи можно решать с учетом теплопереноса, пористости и трещиноватости геологического пространства, гипсометрии геологических структур.

При построении модели рассматривается общая площадь газоносности. Модельная область в плане была разбита на 14000 блоков (по оси X — 140 блоков, по оси Y — 100 блоков), разбивка на блоки равномерная с размером каждого блока 290×290 м.

Внешняя граница модельной области совпадает с контуром площади газоносности и является границей II рода (непроницаемая граница) (см. рис. 1).

В модели система состоит из двух слоев:

- *первый слой* представлен алевритами — этот слой разделен на два подслоя, различающихся коллекторскими свойствами (табл. 4);
- *второй слой* приурочен к алевролитам глинистым, этот слой так же, как и первый, подразделяется на два подслоя, представленных соответственно алевролитами глинистыми и алевролитами сильно глинистыми (табл. 4).

Таблица 4. Коллекторские свойства горных пород хадумского горизонта, принятые в модели

Параметры	1-й модельный слой		2-й модельный слой	
	алевроиты	алевроиты глинистые	алевролиты глинистые	алевролиты сильноглинистые
Мощность слоя, м	12,5	12,5	35	35
Эффективная пористость, %	31	27	21	15
Проницаемость, 10^{-15} м^2	1250	550	200	55
Плотность минеральной фазы, кг/м^3	2670	2685	2695	2705
Глинистость, %	0–5	5–10	10–15	15–25
Теплопроводность, Вт/(мК)	0,3–5,73		2,52	
Удельная теплоемкость, Дж/кг·К	900		900	

Профильные границы рассматриваемых слоев задавались через абсолютные отметки подошвы и кровли каждого из них. Для построения цифровой матрицы

кровли хадумского горизонта использовалась структурная карта кровли. Мощность первого слоя — 25 м, второго — 70 м. Далее каждый из рассматриваемых слоев разделялся на два подслоя равной мощности соответственно: мощность 1-го и 2-го подслоев — 12,5, 3-го и 4-го — 35 м (табл. 5).

Таблица 5. Модельное представление геологического разреза

Номер модельного слоя	Мощность продуктивной толщи, м	Мощность подслоя, м	Тип породы
1	25,0–30,0	12,5	Алевриты
		12,5	Алевриты глинистые
2	70,0–75,0	35,0	Алевриты глинистые
		35,0	Алевриты сильноглинистые

Начальные условия моделирования. Начальные условия в пласте задавались исходя из фондовой информации и представлены в табл. 6.

Таблица 6. Начальные условия для пласта, принятые в модели

Температура пласта, °С	60,0
Давление пласта перед закачкой CO ₂ , МПа	3,0
Диапазон изменения пластового давления при закачке CO ₂ , МПа	2,5–5,0
Общая мощность хадумского горизонта, м	100,0
Общая газонасыщенная мощность, м	75,0
Минерализация пластовых вод, мг/л	11394,7
Минерализация пластовых вод, ммоль/л	455,79
Удельный вес воды, г/см ³	1,019
Остаточная водонасыщенность, % порового пространства	
Свод Северо-Ставропольского поднятия	5,0
Переходная зона	10,0
Периферийная зона (включая Пелагиаду)	20,0

Остаточное водонасыщение пород в пределах пласта изменялось в диапазоне 0,05–0,2, т.е. предполагается, что в пласте остается до 20 % пластовой воды, «защемленной» в непроточных порах. Остаточное насыщение по CO₂ приравнялось к 0,05 (5 % CO₂ остается в породе при замещении его водой). Эти значения использовались при обосновании функции относительной проницаемости.

При описании функции фазовой проницаемости была выбрана зависимость Кори—ван-Генухтена—Муалема для гидрофильных коллекторов. В работе [14] построены расчетные зависимости для более чем 60 лабораторных определений ОФП по восьми месторождениям углеводородов, поэтому для дальнейших модельных расчетов были приняты средние вариативные коэффициенты для гидрофильных коллекторов, отвечающие за формы кривых ОФП из работы [14]: $\lambda = 0,81$, $C = 3,34$.

Поскольку хадумская залежь — пластовая, сводовая, со значительной по размеру зоной отсутствия подошвенной воды, в модели задана величина остаточного водонасыщения 0,05, в остальной части модельной области остаточное водонасы-

Таблица 7. Фазовое распределение CO₂ во времени

t, сут	CO ₂ , моль	
	Газовая фаза	Водная фаза
0	1,00E-17	7,61E-19
500	1,43E+10	1,37E+09
1,15E+04	3,30E+11	3,09E+10
1,35E+04	3,88E+11	3,60E+10
1,55E+04	4,45E+11	4,10E+10
1,83E+04	5,24E+11	4,77E+10
2,63E+04	7,44E+11	6,55E+10
3,43E+04	9,47E+11	8,14E+10
4,20E+04	1,13E+12	9,54E+10
5,00E+04	1,29E+12	1,08E+11
5,80E+04	1,44E+12	1,19E+11
7,11E+04	1,64E+12	1,34E+11
8,71E+04	1,86E+12	1,52E+11
1,03E+05	2,04E+12	1,66E+11
1,10E+05	2,11E+12	1,72E+11

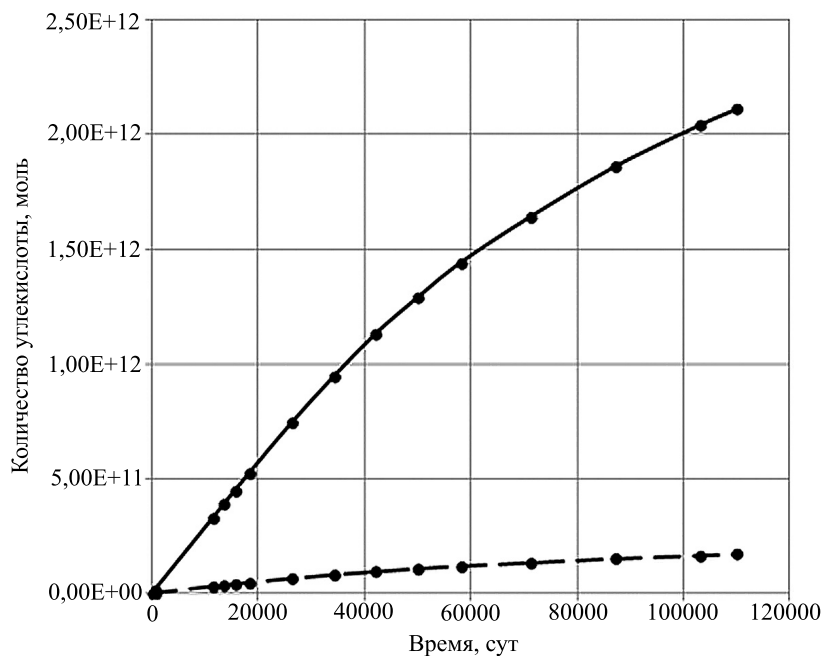


Рис. 2. График изменения во времени количества CO₂, находящегося в водной и газовой фазах. Сплошная линия — CO₂ в газовой фазе, пунктирная — CO₂ в водной фазе

щение распределяется от 0,1 до 0,2. Водонасыщение (контурные воды) по контуру залежи — 0,95 д.ед.

Предполагается, что закачка будет проводиться в шестнадцати скважинах, расположенных на Пелагиадинском поднятии — в прямоугольнике (см. рис. 1) при постоянном расходе, постоянной начальной температуре и давлении на забое скважин.

Оценивается количество растворенного газа в приконтактной зоне «газ—вода». Постоянно присутствует в коллекторе остаточная водонасыщенность. Исходя из того, что по контуру залежи наблюдается свободная пластовая вода, значение остаточной водонасыщенности по контуру принято 95 %. Закачка CO_2 проводится в 16 скважин Пелагиадинского поднятия.

Расход для каждой скважины $43705 \text{ м}^3/\text{сут}$ или 1 кг/с .

Значения количества газа в газовой и водной фазах по результатам моделирования представлены в табл. 7. Из приведенных балансовых оценок распределе-

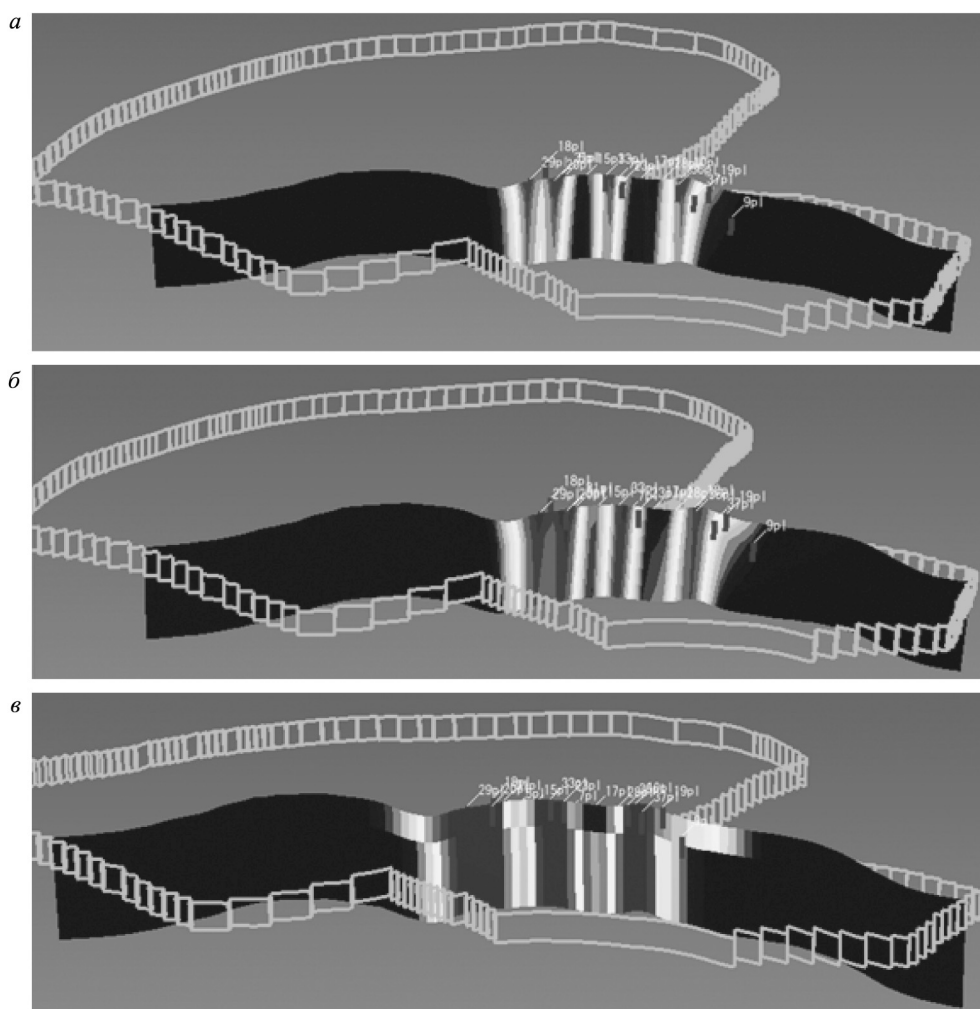


Рис. 3. Профильное модельное распределение CO_2 в хадумском горизонте: а — 6,8 лет; б — 12 лет; в — 20,5 лет

ния CO_2 в газовой и жидкой фазах следует, что не более 8–10 % CO_2 растворяется в жидкой фазе (в остаточной воде), из них около 1,4 % приходится на растворение в пластовых водах на контуре Пелагиады. Такие оценки в полной мере согласуются с аналитическими расчетами, приведенными выше, и расчетными данными, приводимыми в других работах [15].

На рис. 3 показано профильное распределение CO_2 во времени.

Выводы

1. При закачке CO_2 одной скважины 43705 м³/сут углекислый газ не перейдет в сверхкритическое состояние и будет находиться в газообразном состоянии.

2. Результаты оценки величины растворения углекислоты аналитическими методами и с помощью численного моделирования показали хорошую сходимость. Рассчитано, что 8–14 % CO_2 растворится в остаточных водах Северо-Ставропольского ПХГ, а в контурных водах хадумского горизонта 0,5–1,4 %.

С ростом пластового давления растворимость увеличивается, а следовательно, и процесс растворения углекислоты в остаточных водах имеет важное значение при закачке, что требует подробного изучения для проектирования закачек на подобных объектах.

Литература

1. Feely R. A., Sabine C. L., Lee K., Berelson W., Kleypas J., Fabry V. J., Millero F. J. Impact of Anthropogenic CO_2 on the CaCO_3 system in the oceans // *Science*. 2004. Vol. 305, 16 Jul. P. 362–366.
2. Sabine C. L., Feely R. A., Gruber N., Key R. M., Lee K., Bullister J. L., Wanninkhof R., Wong C. S., Wallace D. W. R., Tilbrook B., Millero F. J., Peng T. H., Kozyr A., Ono T., Rios A. F. The oceanic sink for anthropogenic CO_2 // *Science*. 2004. Vol. 305, 16 Jul. P. 367–371.
3. Рубан Г.Н. Повышение эффективности системы геолого-геофизического контроля за эксплуатацией подземных хранилищ газа: автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: ВНИИГАЗ, 2008. 25 с.
4. Overview of CO_2 sequestration opportunities in New York State New York State Energy Research and Development Authority. 2006.
5. Bachu S. Sequestration of CO_2 in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change // *Energy Conversion and Management*. 2000. Vol. 41(9). P. 953–970.
6. Holloway S., Savage D. The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the UK // *Energy Conversion and Management*. 1993. Vol. 34(9–11). P. 925–932.
7. Oldenburg C. M. Carbon sequestration in natural gas reservoirs: enhanced gas recovery and natural gas storage // *Proceedings TOUGH symposium 2003*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, 94720, USA.
8. Van der Meer B. The conditions limiting CO_2 storage in aquifers // *Energy Conversion and Management*. 1993. Vol. 34(9–11). P. 959–966.
9. Van der Meer B. Carbon dioxide storage in natural gas reservoirs // *Oil & Gas Science and Technology — Rev. IFP*. 2005. Vol. 60, N 3. P. 527–536.
10. Flett M. A., Taggart I. J., Lewis J., Gurton R. M. Subsurface sensitivity study of geologic CO_2 sequestration in saline formations // *The Second Annual Conference on Carbon Sequestration*. 2003. 5–8 May. Alexandria, USA. National Energy Technology Laboratory. United States Department of Energy. CDROM.
11. Henz G., Dietrich W. Measurement of the diffusion coefficients of sparingly soluble gases in water // *J. Geophys. Res.* 1987. Vol. 92(C10). P. 10767–10776.
12. Переверзева С. А., Коносовский П. К., Тудачев А. В., Хархордин И. Л. Захоронение промышленных выбросов углекислого газа в геологические структуры // *Вестн. С.-Петерб. ун-та. Сер. 7. Геология. География*. 2014. Вып. 1. С. 5–21.

13. Рубан Г.Н. Повышение эффективности системы геолого-геофизического контроля за эксплуатацией подземных хранилищ газа: автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2008. 25 с.
14. Тудвачев А. В., Коносовский П. К. Анализ и прогнозирование зависимостей функции фазовой проницаемости нефтенасыщенных коллекторов на примере месторождений Сургутского и Вартовского сводов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Вестн. С.-Петерб. ун-та. Сер. 7. Геология. География. 2013. Вып. 1. С. 31–41.
15. Методические указания по определению технологически необходимых безвозвратных потерь газа при создании и эксплуатации газохранилищ в пористых пластах / РАО «Газпром», «ВНИИГАЗ». М., 1996.

Для цитирования: Тудвачёв А. В., Тихомиров В. В. Аналитические и численные расчеты растворения CO₂ в подземных водах Северо-Ставропольского ПХГ в случае его возможного захоронения // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. 2016. Вып. 4. С. 37–52. DOI: 10.21638/11701/spbu07.2016.404

References

1. Feely R.A., Sabine C.L., Lee K., Berelson W., Kleypas J., Fabry V.J., Millero F.J. Impact of anthropogenic CO₂ on the CaCO₃ system in the oceans. *Science*, 2004, vol. 305, 16 Jul., pp. 362–366.
2. Sabine C.L., Feely R.A., Gruber N., Key R.M., Lee K., Bullister J.L., Wanninkhof R., Wong C.S., Wallace D.W.R., Tilbrook B., Millero F.J., Peng T.H., Kozyr A., Ono T., Rios A.F. The oceanic sink for anthropogenic CO₂. *Science*, 2004, vol. 305, 16 Jul., pp. 367–371.
3. Ruban G.N. *Povyshenie effektivnosti sistemy geologo-geofizicheskogo kontrolya za ekspluatatsiei podzemnykh khranilishch gaza*: avtoref. dis. ... kand. tekhn. nauk [Increasing the effectiveness of the system of geological — geophysical control over the operation of underground gas storage facilities: Thesis of PhD Diss.]. Moscow, VNIIGAZ Publ., 2008. 25 p. (In Russian)
4. Overview of CO₂ sequestration opportunities in New York State New York State Energy Research and Development Authority, 2006.
5. Bachu S. Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management*, 2000, vol. 41(9), pp. 953–970.
6. Holloway S., Savage D. The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the UK. *Energy Conversion and Management*, 1993, vol. 34(9–11), pp. 925–932.
7. Oldenburg C. M. Carbon sequestration in natural gas reservoirs: enhanced gas recovery and natural gas storage. *Proceedings TOUGH symposium 2003*. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, 94720, USA.
8. Van der Meer B. The conditions limiting CO₂ storage in aquifers. *Energy Conversion and Management*, 1993, vol. 34(9–11), pp. 959–966.
9. Van der Meer B. Carbon dioxide storage in natural gas reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology — Rev. IFP*, 2005, vol. 60, no. 3, pp. 527–536.
10. Flett M. A., Taggart I. J., Lewis J., Gurtun R. M. Subsurface sensitivity study of geologic CO₂ sequestration in saline formations. *The Second Annual Conference on Carbon Sequestration*. 2003. 5–8 May. Alexandria, USA. National Energy Technology Laboratory. United States Department of Energy. CDRom.
11. Henz G., Dietrich W. Measurement of the diffusion coefficients of sparingly soluble gases in water. *J. Geophys. Res.*, 1987, vol. 92(C10), pp. 10767–10776.
12. Pereverzeva S. A., Konosavskii P. K., Tudvachev A. V., Kharkhordin I. L. Zakhoroneniye promyshlennykh vybrosov uglekislogo gaza v geologicheskie struktury [Disposal of carbon dioxide industrial emissions in geological structures]. *Vestnik of Saint Petersburg University. Series 7. Geology. Geography*, 2014, issue 1, pp. 5–21. (In Russian)
13. Ruban G.N. *Povyshenie effektivnosti sistemy geologo-geofizicheskogo kontrolya za ekspluatatsiei podzemnykh khranilishch gaza*: avtoref. dis. ... kand. tekhn. nauk [Increasing the effectiveness of the system of geological — geophysical control over the operation of underground gas storage facilities: Thesis of PhD Diss.]. Moscow, 2008. 25 p. (In Russian)
14. Tudvachev A. V., Konosavskii P. K. Analiz i prognozirovaniye zavisimostey funktsii fazovoi pronitsaemosti neftenasyshchennykh kollektorov na primere mestorozhdenii Surgutskogo i Vartovskogo svodov Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Analysis and prediction of the relative permeability dependence of oil-saturated reservoir on the example of deposits Surgut and Vartovsk arches in the West Siberian petroleum province]. *Vestnik of Saint Petersburg University. Series 7. Geology. Geography*, 2013, issue 1, pp. 31–41. (In Russian)

15. *Metodicheskie ukazaniia po opredeleniiu tekhnologicheski neobkhodimyykh bezvozvratnykh poter' gaza pri sozdanii i ekspluatatsii gazokhranilishch v poristyykh plastakh* [Methodical guidelines for the definition of technologically necessary irretrievable losses of gas in the building and exploitation of gas storage facilities and porous formations]. RAO «Gazprom», «VNIIGAZ». Moscow, 1996. (In Russian)

For citation: Tudvachev A. V., Tikhomirov V. V. Assess the significance of dissolved CO₂ in groundwater of North Stavropol UGS in case of its possible ground disposal. *Vestnik of Saint Petersburg University. Series 7. Geology. Geography*, 2016, issue 4, pp. 37–52. DOI: 10.21638/11701/spbu07.2016.404

Статья поступила в редакцию 23 сентября 2016 г.

Контактная информация:

Тудвачёв Алексей Викторович — инженер; tudvachev@dhspb.ru

Тихомиров Вячеслав Владимирович — кандидат геолого-минералогических наук, доцент; vt3329@mail.ru

Tudvachev Aleksey V. — Engineer; tudvachev@dhspb.ru

Tikhomirov Vyacheslav V. — PhD, Associate Professor; vt3329@mail.ru